

BANCO CENTRAL DEL ECUADOR

ANÁLISIS DEL SECTOR PETROLERO

II Trimestre 2007

N° 4

ANÁLISIS DEL SECTOR PETROLERO
Junio 2007

Índice de Contenido

1.	RESUMEN EJECUTIVO	3
2.	PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO	4
2.1	Producción de Petroecuador	6
2.1.1	Petroproducción	6
2.1.2	Bloque 15	8
2.2	Producción de las Compañías Privadas	9
3.	CONSUMO DE PETRÓLEO	10
3.1	Consumo de Petróleo en Refinerías	10
3.2	Exportaciones de Crudo	12
4.	LOS PRECIOS DEL CRUDO EN EL MERCADO INTERNACIONAL	17
5.	OFERTA Y DEMANDA DE DERIVADOS	23
5.1	Oferta de derivados	23
5.2	Demanda de Derivados	26
6.	DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA PETROLERA	27

1. RESUMEN EJECUTIVO

- La producción nacional de petróleo en el primer semestre de 2007 fue de 91.5 millones de barriles, inferior en 4.8% y 7.1% a las del primer semestre del 2005 y 2006, en su orden.
- La producción de Petroecuador, correspondiente al primer semestre del 2007, fue de 46.1 millones de barriles y representa el 50.3% de la producción nacional.
- Entre enero y junio del presente año, Petroproducción produjo 15.3 millones de barriles, es decir un promedio de 168.5 miles de barriles por día. Producción inferior en 14.2% a la de similar periodo de 2006.
- El Bloque 15 operado por Petroecuador, conjuntamente con los campos unificados Edén – Yuturi y Limoncocha, produjo 7.7 millones de barriles durante el segundo trimestre del 2007, es decir, un promedio diario de 84.1 miles de barriles. En términos semestrales su producción fue de 15.4 millones de barriles (85.1 miles de barriles en promedio); inferior en 12.4% y 15.9% a la de igual semestre de los años 2005 y 2006, respectivamente.
- Durante el segundo trimestre del 2007 las compañías privadas produjeron 23.4 millones de barriles de petróleo, lo que representa un promedio de 259.7 miles de barriles diarios. Producción inferior en 22.6% y 13.4% a las de igual trimestre de los años 2005 y 2006, respectivamente, debido a que el volumen que extraía la compañía Occidental en el Bloque 15, que operó hasta mediados de mayo del 2006, ya no se contabiliza en los reportes de las privadas.
- En el primer semestre de 2007, las exportaciones nacionales de petróleo ascendieron a 60.2 millones de barriles, lo que representó un valor de 2 997.7 millones de dólares.
- Durante el primer semestre de 2007 el ingreso por ventas internas de los derivados importados: Nafta de Alto Octano, Diesel y GLP, fue igual a 490.1 millones de dólares; mientras que el costo de su importación alcanzó los 1089.3 millones de dólares.
- Los principales países de destino del crudo ecuatoriano fueron: Estados Unidos, 64.1%; Perú, 16.6%; y, Chile, 7.2%. Otros compradores menores fueron: India, 2.9%; Panamá, 1.9%; Nicaragua, 1.4% y, Corea del Sur, El Salvador y Venezuela, con 1.2% cada uno. Además se vendieron pequeños volúmenes de petróleo a Japón, 0.7%; Islas Bahamas, 0.6%; Islas Caimán, 0.5%; República Popular China, 0.4%; y, Eslovaquia, 0.1%.
- La producción de derivados del petróleo entre enero y junio de 2007 fue de 29.8 millones de barriles, frente a la producción de 29.9 y 30.0 millones de barriles para el mismo periodo de los años 2005 y 2006, respectivamente; lo que representa una disminución de 0.4% y 0.7% para similares periodos y años.
- Del total procesado por las refinerías del país en el segundo trimestre de 2007, el 61% correspondió a la Refinería Esmeraldas, la más grande del país, seguida por la Refinería Libertad con el 27% y finalmente la Amazonas con el 12%.
- De la demanda total de derivados para el primer semestre del año 2007, el 35.5% correspondió al consumo de diesel, seguido por un 18.5% de gasolina extra, 16.6% de GLP

y un 5.6% de gasolina súper; la diferencia, 23.8%, corresponde al consumo de residuo, fuel oil, nafta base 90, entre otros.

- El precio del Crudo Oriente, de tipo medio y agrio, fue en abril USD 54.99, en mayo subió 91 centavos y se situó en USD 55.90, y en junio cerró en un promedio de USD 59.32. La media semestral fue de USD 51.98 por barril.
- El crudo Napo, de tipo pesado y con mayor contenido de azufre, alcanzó precios menores. En mayo se vendió en USD 50.24, en junio aumentó apenas 14 centavos y se cotizó en USD 50.38, subiendo en junio alrededor de 2 dólares para ubicarse en USD 53.24 el barril. El precio promedio alcanzado entre enero y junio fue de USD 45.52 por barril.
- Analistas internacionales del mercado petrolero están empezando a identificar al WTI, marcador del crudo Oriente de Ecuador, como una "referencia quebrada" debido al bajo precio que ha tenido en los últimos meses. Este aspecto debiera ser tomado en cuenta por Petroecuador al momento de fijar el diferencial y, si la caída del WTI continúa, tendría que ver la posibilidad de buscar otro referencial más estable y que tenga una relación más estrecha con la comercialización de nuestro petróleo, pues, solo de esta manera se hará efectiva la obtención de mayores ingresos para el Estado por la venta de sus hidrocarburos.
- El Presupuesto del Gobierno Central continúa siendo el mayor beneficiario de los USD 950.8 millones que ingresaron por la exportación de hidrocarburos durante el segundo trimestre de 2007.
- Durante los seis primeros meses de 2007 ingresaron USD 1,640 millones a los fondos petroleros, superando en 50% a los registrados en el mismo período del año anterior cuando se ubicaron en USD 1,089.8 millones.

2. PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO¹

La producción nacional de petróleo² alcanzó un total de 46.4 millones de barriles durante el segundo trimestre del 2007, es decir un promedio de 509.5 miles de barriles diarios. Esta producción es 3.9% y 6.2% inferior a la de iguales períodos de los años 2005 y 2006, respectivamente, aunque superior en 1.5% a la del primer trimestre del presente año en que se obtuvo una producción promedio por día de 502 mil barriles. (Gráfico No. 1)

En términos semestrales, la producción de enero a junio de 2007 fue de 91.5 millones de barriles, también inferior en 4.8% y 7.1% a las del primer semestre del 2005 y 2006, en su orden (Cuadro No. 1).

¹ Fuente de información: Petroecuador

² Incluye producción de Petroecuador y de Compañías Privadas.

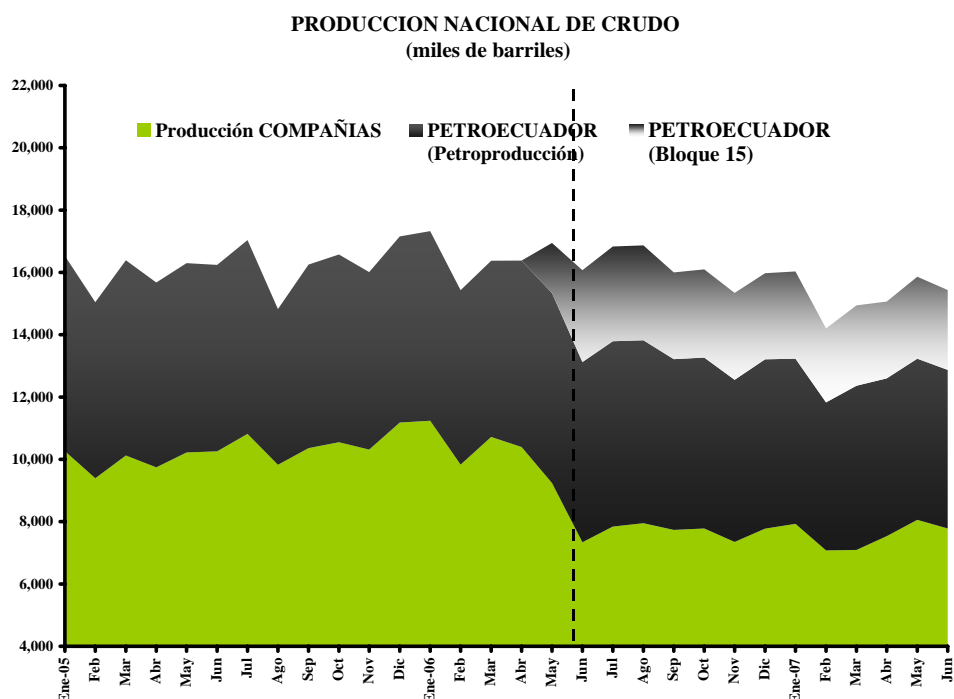
Cuadro No. 1

Producción Nacional de Petróleo			
Miles de barriles			
	2005	2006	2007
Enero	16,525	17,325	16,030
Febrero	15,042	15,433	14,202
Marzo	16,393	16,379	14,944
I Trimestre	47,961	49,136	45,177
Abril	15,678	16,379	15,062
Mayo	16,298	16,947	15,862
Junio	16,242	16,072	15,439
II Trimestre	48,218	49,399	46,363
I SEMESTRE	96,178	98,536	91,540
Julio	17,036	16,830	
Agosto	14,824	16,870	
Septiembre	16,252	16,000	
III Trimestre	48,112	49,700	
Octubre	16,575	16,095	
Noviembre	16,009	15,343	
Diciembre	17,155	15,977	
IV Trimestre	49,738	47,415	
II SEMESTRE	97,850	97,115	
TOTAL	194,028	195,651	91,540

Fuente: Petroecuador

Las causas de la caída de la producción semestral con respecto a los años anteriores permanecen invariables: disminución de la inversión pública y privada; paros y reclamos continuos de las comunidades con la toma de instalaciones petroleras; y, derrames de crudo que ocasionan pérdidas volumétricas, al tiempo que contaminan el ambiente. Sin embargo, es de interés anotar que el inicio de la solución a estos problemas por parte de Petroecuador y del Gobierno Nacional ha hecho que en el segundo trimestre del año empiece a revertirse la tendencia declinante de la producción de hidrocarburos.

Gráfico No. 1



2.1 Producción de Petroecuador

La producción de Petroecuador, durante el segundo trimestre de 2007, fue de 23 millones de barriles (252.6 miles de barriles diarios en promedio). Esta producción fue superior en 27.7% y 2.5%, a las del mismo período en los años 2005 y 2006, respectivamente.

El total producido por Petroecuador en el primer semestre de 2007, fue de 46.1 millones de barriles y representó el 50.3% de la producción nacional. Este volumen es superior en 27.3% y 15.8% a las del primer semestre de los años 2005 y 2006, en su orden, pero inferior en 9.1% al del semestre precedente (julio – diciembre de 2006), lo que refleja una considerable caída de producción entre estos dos períodos.

Los volúmenes producidos por la empresa estatal incluyen tanto los extraídos por la filial Petroproducción, como los de la Unidad Temporal que opera el bloque 15 que revirtió la Occidental al Estado. (Cuadro No. 2).

Cuadro No. 2

Producción de PETROECUADOR							
Miles de Barriles							
	2005	2006		2007			
	Total Petecu	Petroprod.	Bloque15	Total Petecu	Petroprod.	Bloque15	Total Petecu
Enero	6,264	6,085		6,085	5,300	2,802	8,103
Febrero	5,647	5,603		5,603	4,749	2,374	7,123
Marzo	6,269	5,658		5,658	5,269	2,580	7,848
I Trimestre	18,180	17,345		17,345	15,318	7,756	23,074
Abril	5,932	5,984		5,984	5,070	2,458	7,528
Mayo	6,078	6,095	1,610	7,705	5,174	2,631	7,805
Junio	5,986	5,784	2,948	8,731	5,092	2,565	7,657
II Trimestre	17,996	17,863	4,557	22,420	15,335	7,654	22,990
I SEMESTRE	36,176	35,208	4,557	39,765	30,653	15,410	46,064
Julio	6,218	5,951	3,039	8,990			
Agosto	4,997	5,869	3,048	8,916			
Septiembre	5,889	5,478	2,786	8,265			
III Trimestre	17,105	17,298	8,873	26,171			
Octubre	6,026	5,482	2,829	8,311			
Noviembre	5,695	5,202	2,790	7,992			
Diciembre	5,970	5,434	2,765	8,200			
IV Trimestre	17,691	16,118	8,385	24,502			
II SEMESTRE	34,796	33,416	17,257	50,673			
TOTAL	70,972	68,624	21,814	90,438	30,653	15,410	46,064

Fuente: Petroecuador

2.1.1 Petroproducción

La filial de la empresa estatal produjo 15.3 millones de barriles durante el segundo trimestre del presente año, es decir un promedio de 168.5 miles de barriles por día. Esta producción es inferior en 14.8% y 14.2% a la de similares períodos de los años 2005 y 2006, en su orden.

Debe indicarse, sin embargo, que la producción alcanzada entre abril y junio del 2005 cae únicamente en 0.7% en el 2006 (de 18.0 a 17.9 millones de barriles), por lo que la drástica caída,

superior al 14% se produce en el segundo trimestre del 2007 con relación a igual período de los años precedentes.

En términos semestrales, la producción alcanzada por la filial entre enero y junio del 2007 fue de 30.7 millones de barriles (169.4 miles de barriles diarios), inferior en 15.3% a la del primer semestre del 2005 y en 12.9% a la del mismo lapso del 2006.

Las causas de la continua declinación de la producción de la filial son en general las mismas que se han hecho presente en los últimos años. En primer lugar, los problemas laborales que tuvieron su punto culminante la última semana de abril cuando unos 5000 trabajadores tercerizados, que laboran para 80 compañías de servicios que prestan apoyo a Petroproducción, exigieron el reintegro de 390 ayudantes de producción despedidos de los campos de Shushufindi, Lago Agrio, Cuyabeno, Tarapoa y Auca³. Las movilizaciones, asambleas y diálogos con las autoridades de Gobierno para exponer sus exigencias, que incluían que el Estado declare la emergencia del sector y contrate directamente a los tercerizados, afectaron las labores normales de explotación en los campos.

En segundo lugar, el robo y los atentados a las instalaciones petroleras continuaron. En una de sus intervenciones públicas, el Presidente Ejecutivo de Petroecuador dio a conocer que entre enero y mayo del presente año se habían perdido más de US D 40 millones por estos imprevistos, por lo que se había visto obligado a poner las respectivas denuncias en la fiscalía. Un dato de interés constituyó la afirmación de que desde el 2003 "...se han realizado más de 500 denuncias que no han sido tramitadas ni investigadas y no existe un solo detenido..."⁴. Si embargo, sus efectos sobre la producción son de gran magnitud. Uno de estos atentados perpetrado en el campo Lago Agrio en mayo último redujo la producción estatal en más de 3 500 barriles.

Pero, sin lugar a dudas, lo que más ha influido en la baja de la producción petrolera ha sido la falta de inversión. Este tema ha sido objeto de muchos debates y análisis por parte de las autoridades del sector, los mismos que trascendieron a la opinión pública la segunda quincena de mayo.

Por un lado, el Directorio de Petroecuador y su máxima autoridad, el Ministro de Minas y Petróleos, pidieron explicaciones al Presidente Ejecutivo de la estatal sobre la ejecución de las inversiones, principalmente en lo referente a la declinación de la producción. Al respecto, el Presidente Ejecutivo deslindó responsabilidades en la reducción de la extracción de petróleo indicando que "...asumió la filial con una producción de 162 500 barriles diarios y en enero llegó a 171 mil, en febrero y marzo se ubicó en 170 mil, pero entre abril y mayo se registraron ataques a 46 pozos que ocasionaron la caída de producción de hasta 4 000 barriles diarios..."⁵. Agregó que encontró a la petrolera en una grave crisis y está pagando la factura de la desinversión, de la politización y de la falta de planificación de la empresa⁶; sin embargo, destacó que con todos los proyectos que se tienen en Petroproducción se terminará el año con una mayor producción⁷.

³ Diario Hoy, Dinero, abril 26 de 2007.

⁴ Ecuadorinmediato.com, mayo 10 de 2007.

⁵ Ibidem.

⁶ EL Comercio, mayo 17 de 2007.

⁷ Ecuadorinmediato.com, mayo 17 de 2007.

2.1.2 Bloque 15

El Bloque 15, operado por la empresa Occidental hasta el 15 de mayo de 2006 y desde entonces por Petroecuador, conjuntamente con los campos unificados Edén – Yuturi y Limoncocha, produjo 7.7 millones de barriles durante el segundo trimestre del 2007, es decir, un promedio diario de 84.1 miles de barriles. Esta producción es menor en 12.2% a la de igual período del 2005 cuando se obtuvo un promedio de 95.8 miles de barriles diarios, y, también inferior en 15.1% a la del segundo trimestre del 2006 en que la producción promedio por día fue de 99.0 mil barriles.

Considerando el primer semestre del año 2007, la producción del Bloque 15 fue de 15.4 millones de barriles (85.1 miles de barriles en promedio), así mismo, inferior en 12.4% y 15.9% a la de igual semestre de los años 2005 y 2006, respectivamente.

Como se había indicado en nuestra entrega anterior de *Análisis del Sector Petrolero*⁸ la producción estaba declinando debido principalmente a la interrupción de perforación de pozos en los campos productores, lo que impidió recuperar nuevos y mayores volúmenes de petróleo. Sin embargo el 15 de mayo, la Unidad de Administración y Operación Temporal del Bloque 15 informó que había iniciado con éxito la reactivación de la extracción, con la entrada en explotación de dos pozos en el campo Limoncocha, por lo que había incrementado la producción desde 80 mil barriles en abril hasta 87 mil barriles el 14 de mayo. Una vez que se habían reiniciado las perforaciones y con la incorporación de nuevos pozos productores se esperaba que los volúmenes de extracción vayan en ascenso hasta cumplir con la meta propuesta de 100 mil barriles por día en diciembre de 2007⁹.

De otro lado, el gerente de la Unidad Temporal ratificó la meta de producción señalada para diciembre y agregó que esperaba alcanzar en enero de 2008 unos 105 mil barriles por día. Además, anunció que estaba en proceso la certificación de reservas y la auditoría de gestión de la empresa Occidental, cuyos objetivos serían: conocer los activos del Bloque 15 (Reservas probadas y probables); revisar si la política de la Oxy condujo a una explotación acelerada, y, obtener recomendaciones sobre la situación futura de los campos¹⁰.

A su vez, el Presidente Ejecutivo de Petroecuador delineó dentro de su “Plan Estratégico” las acciones más importantes que espera concretar en el área de la explotación de crudo tanto en los campos de Petroproducción como en los del Bloque 15.

Como primera meta se impuso la estabilización de la producción. Petroecuador dispone de un taladro de perforación y 9 torres de reacondicionamiento de pozos, equipos con los que espera llegar a fin de año con una producción de 185 mil barriles diarios. A futuro, Petroproducción dispondrá de tres taladros para perforar 34 nuevos pozos y de 12 torres para realizar trabajos de

⁸ Análisis del Sector Petrolero, I Trimestre de 2007, marzo 2007.

⁹ Ecuadorinmediato.com, mayo 15 de 2007.

¹⁰ El Comercio, junio 25 de 2007.

reacondicionamiento. También emprenderá una campaña sísmica para explorar nuevas reservas y desarrollará el campo Pañacocha para incorporarlo a la producción entre los años 2009 y 2010¹¹.

Así mismo, en el Bloque 15, donde se contaba con dos taladros de perforación en Limoncocha, se espera tener tres equipos de perforación para terminar el año con una producción de 95 000 barriles diarios, subirla en el 2008 a 105 000 barriles, y en el 2009 a 110 000 barriles por día con la incorporación de los campos Quilla, Pacay, Aguajal y Dumbique¹².

2.2 Producción de las Compañías Privadas

Durante el segundo trimestre del 2007 las compañías privadas produjeron 23.4 millones de barriles de petróleo, lo que representa un promedio de 259.7 miles de barriles promedio diario. Esta producción es inferior en 22.6% y 13.4% a las de igual trimestre de los años 2005 y 2006, respectivamente. Esta substancial diferencia se debe a que la producción de la compañía Occidental que operaba el Bloque 15 hasta mediados de mayo del 2006 ya no se contabiliza en los reportes de las privadas.

Sin embargo, cuando se toma en cuenta únicamente a las empresas que siguen su operación normal en el 2007 y se compara con la producción que tuvieron en los dos años anteriores se obtienen otros resultados (Cuadro No. 3). La producción de estas empresas, el segundo trimestre de los años 2005 y 2006, sin incluir el Bloque 15, es de 21.5 y 22.5 millones de barriles, respectivamente, lo que significa que los 23.4 millones alcanzados en igual lapso del 2007 son superiores en 8.7% y 3.8% a la de los años precedentes indicados.

Cuadro No. 3

Producción de Empresas Privadas			
Miles de Barriles			
	2005	2006	2007
Enero	7,127	7,870	7,927
Febrero	6,583	6,945	7,079
Marzo	7,198	7,655	7,096
I Trimestre	20,907	22,470	22,103
Abril	6,929	7,445	7,533
Mayo	7,241	7,738	8,058
Junio	7,329	7,341	7,782
II Trimestre	21,499	22,523	23,373
I SEMESTRE	42,407	44,993	45,476
Julio	7,729	7,840	
Agosto	6,841	7,954	
Septiembre	7,304	7,735	
III Trimestre	21,874	23,529	
Octubre	7,316	7,784	
Noviembre	7,156	7,352	
Diciembre	7,847	7,777	
IV Trimestre	22,319	22,913	
II SEMESTRE	44,194	46,442	
TOTAL	86,600	91,436	45,476

Nota: No incluye el Bloque 15

Fuente: Petroecuador

¹¹ Ecuadorinmediato.com, marzo 29 de 2007.

De otro lado, el análisis del semestre confirma la tendencia creciente de la producción de las compañías privadas, luego de que el primer trimestre sufriera un revés al obtener un promedio de 245.6 miles de barriles diarios, que fue inferior en 1.6% a la de similar período del 2006. Así, entre enero y junio de 2007, estas empresas produjeron 45.5 millones de barriles (251.3 miles de barriles diarios en promedio), cifra que resultó superior en 7.2% y 1.1% a las de los primeros semestres del 2005 y 2006, en su orden.

El repunte de la producción durante el segundo trimestre del 2007, se debe principalmente a que los paros que afectaron a estas empresas disminuyeron en intensidad. Aquel que propició la toma de las instalaciones del campo Palo Azul, a fines del mes de marzo, por parte de los pobladores de la Unión Alamoreña, Joya de los Sachas (Orellana), fue resuelto el 31 de ese mes cuando Petrobras llegó a un acuerdo sobre los niveles de remuneración del personal local contratado y sobre el cronograma para definir un Plan de Acción Comunitario. Contribuyó también a la solución de este problema, el compromiso del Ministerio de Transporte y Obras Públicas de pavimentar un tramo de las vías del sector¹³. No obstante, la recuperación de la producción en Palo Azul no fue inmediata sino progresiva, lo que ocasionó que tan solo el 4 de abril se restablezca el flujo normal de transporte por el SOTE, se cumpla con la disposición de la Dirección Nacional de Hidrocarburos de mantener un stock de seguridad para las refinerías y se comunique a las empresas comercializadoras de crudo la terminación de declaratoria de Fuerza Mayor y, consecuentemente, el reinicio de las exportaciones petroleras¹⁴.

Luego de ese paro, las operaciones de las empresas privadas se desarrollaron con relativa normalidad durante el segundo trimestre. Únicamente, a fines de junio se inició otra paralización por parte de comunidades de la Provincia de Orellana en contra de la empresa PetroOriental, alegando que ésta no había cumplido con algunos acuerdos suscritos el 28 de julio del 2006 con alrededor de 26 organizaciones de la Amazonía. Las secuelas de esta paralización se han prolongado y agudizado a tal punto que ha sido necesaria la intervención de elementos armados de la Brigada 19 Napo de la Cuarta División del Ejército, lo que ha permitido que la producción de petróleo se mantenga en sus niveles normales de alrededor de 32 mil barriles diarios¹⁵.

3. CONSUMO DE PETRÓLEO

3.1 Consumo de Petróleo en Refinerías

Para el segundo trimestre de 2007, las refinerías del país procesaron 11.7 millones de barriles de petróleo, lo que equivale a una reducción del 17.6% y del 16.5% en relación al mismo trimestre de 2005 y 2006, respectivamente. En términos semestrales, el total procesado por las refinerías del país alcanzó la cantidad de 26.1 millones de barriles de petróleo, lo que representa un decrecimiento del 6.3% con respecto a igual período de 2005, y un leve incremento del 0.13% en relación al año 2006.

¹² Ibidem

¹³ Diario Hoy, marzo 31 de 2007.

¹⁴ Ecuadorinmediato.com, abril 4 de 2007.

¹⁵ Ecuadorinmediato.com, julio 2 de 2007.

Al analizar el comportamiento de las refinerías se destaca que durante el primer semestre de 2007, la Refinería de Esmeraldas procesó 15.9 millones de barriles, un 3.1% más que los 15.5 millones de barriles procesados en igual período de 2006, pero un 8.2% menos que en el 2005.

En términos trimestrales, el segundo trimestre de 2007 muestra una reducción del 28.5% con respecto al primer trimestre del mismo año. Al respecto, cabe recordar que en febrero de 2007 se detectó una falla en el equipo combustor del regenerador de la Unidad de Craqueamiento Catalítico de Fluido (FCC), que obligó a que esta unidad salga de operación y deje de producir gas licuado de petróleo y gasolina de alto octanaje, requiriendo la intervención de Petroecuador. La reparación de la mencionada refinería fue paulatina, hasta antes de la segunda semana de junio la refinería apenas procesaba alrededor de 49 000 barriles de crudo diario, frente a los 110 000 barriles de la capacidad total instalada. Una vez puestas en marcha tanto la unidad FCC como la No Catalítica 2, que producen gas de uso doméstico y nafta de alto octanaje, la refinería pasa a procesar 96 000 barriles diarios. No obstante, aun existían unidades paralizadas en la planta como son: la reformadora catalítica con regeneración continua, que produce gasolina de alto octanaje, hidrógeno y gas de uso doméstico; la hidrodesulfuradora, HDS, de la cual se obtiene diésel de bajo contenido de azufre; y la unidad isomerizadora, que produce nafta de alto octano¹⁶.

Por su parte, para el periodo enero-junio de 2007, la Refinería La Libertad procesó 7.0 millones de barriles, inferior en 1.2% y 2.3% en relación a iguales periodos de análisis de 2005 y 2006, respectivamente; y, la Refinería Amazonas refinó 3.2 millones de barriles, 7.2% menos que en el mismo periodo de 2005 y 8.2% menos que en el primer semestre de 2006. Esta disminución en las capacidades de procesamiento de estas dos refinerías se traduce en un nivel inadecuado de inversiones y de mantenimiento.

Del total procesado por las refinerías del país en el segundo trimestre de 2007, el 61% correspondió a la Refinería Esmeraldas, la más grande del país, seguida por la Refinería Libertad con el 27% y finalmente la Amazonas con el 12%. A pesar de los inconvenientes que ha venido atravesando la Refinería Esmeraldas continúa siendo la que más aporta a la producción interna de derivados, por ello la importancia de su recuperación total en el menor tiempo posible.

Cuadro No. 4

MATERIA PRIMA PROCESADA EN REFINERÍAS DEL PAÍS									
Cifras en miles de barriles									
Período	Esmeraldas	Libertad	Amazonas	TOTAL	Refinería Lago Agrio (c)	Planta Destiladora Repsol YPF (c)	Planta Destiladora Ex- Occidental (c)	Planta Destiladora AEC (c)	Planta Gas Shushufindi (b) Gas Asociado MM.PC. (d)
Enero - Junio 2002	17,836	7,430	2,870	28,135	183	1,068	286	0	1.34
Enero - Junio 2003	15,729	6,621	2,805	25,155	182	946	286	0	1.49
Enero - Junio 2004	18,725	7,154	2,943	28,822	173	1,380	299	0	1.58
Enero - Junio 2005	17,366	7,035	3,438	27,839	196	1,283	253	0	1.78
Enero - Junio 2006	15,454	7,119	3,473	26,046	181	1,269	215	465	1.63
Enero - Junio 2007	15,935	6,953	3,190	26,079	172	1,244	295	481	1.31
Tasas de crecimiento anuales									
Enero - Junio 2003	-11.81	-10.89	-2.25	-10.59	-0.67	-11.40	-0.13		11.24
Enero - Junio 2004	19.05	8.05	4.91	14.58	-4.59	45.85	4.70		6.40
Enero - Junio 2005	-7.26	-1.67	16.82	-3.41	13.00	-7.04	-15.34		12.47
Enero - Junio 2006	-11.01	1.20	1.01	-6.44	-7.39	-1.11	-15.12		-8.38
Enero - Junio 2007	3.12	-2.33	-8.15	0.13	-5.34	-1.98	37.08	3.61	-19.59

a) La Refinería Amazonas y la Planta de Gas de Shushufindi conforman el Complejo Industrial Shushufindi
b) Su producción se destina a autoconsumo de Petroproducción, Repsol YPF y Occidental respectivamente
c) Millones de pies cúbicos
FUENTE: PETROECUADOR

¹⁶ Diario El Comercio, junio 27 de 2007.

3.2 Exportaciones de Crudo

El total nacional de las exportaciones de crudo durante el segundo trimestre del 2007 fue de 30.4 millones de barriles, vendidos a un valor de 1 658.5 millones de dólares, es decir a un precio por barril de USD 54.59. Estas cifras son inferiores en 6.9% y 7.6%, en volumen, a las de igual trimestre de los años 2005 y 2006, lo que se atribuye a la menor producción nacional, particularmente de la empresa estatal, en lo que va del presente año. En cuanto al valor, las exportaciones en este lapso del 2007 son superiores a las de su similar del 2005 en 30.4%, aunque inferiores a las correspondientes del 2006 en 10.8%. En este aspecto influyó notablemente el nivel de precios del petróleo durante los períodos analizados, que fue de USD 38.95 en el 2005, subió a USD 56.51 en el 2006 y disminuyó ligeramente en el 2007 cuando se situó en USD 54.59 por barril.

En términos semestrales, las exportaciones nacionales ascendieron a 60.2 millones de barriles por un valor de 2 997.7 millones de dólares. Estas cifras acumuladas son también inferiores en volumen, en 7.7% y 13.1% a las del período enero – junio de los años 2006 y 2007 respectivamente. En valor, en cambio, durante el semestre analizado se mantuvo la superioridad del 2007 frente al 2005 en 27.1%, y, también, la inferioridad respecto al 2006 en 15.4%. A su vez, el precio por barril pasó de USD 36.15 en el 2005 a USD 51.11 en el 2006 y a USD 49.80 en el 2007 (Cuadro No. 5).

Los principales países de destino del crudo ecuatoriano durante este semestre fueron: Estados Unidos, 064.1%; Perú, 16.6%; y, Chile, 7.2%. Otros compradores menores fueron: India, 2.9%; Panamá, 1.9%; Nicaragua, 1.4% y, Corea del Sur, El Salvador y Venezuela, con 1.2% cada uno. Además se vendieron pequeños volúmenes de petróleo a Japón, 0.7%; Islas Bahamas, 0.6%; Islas Caimán, 0.5%; República Popular China, 0.4%; y, Eslovaquia, 0.1%¹⁷.

Cuadro No. 5

EXPORTACIONES NACIONALES DE CRUDO									
ANO/MES	2005			2006			2007		
	VOLUMEN	PRECIO	VALOR	VOLUMEN	PRECIO	VALOR	VOLUMEN	PRECIO	VALOR
	Miles bls.	US D/bl.	Miles USD	Miles bls.	US D/bl.	Miles USD	Miles bls.	US D/bl.	Miles USD
Enero	11,266	29.06	327,380	12,427	46.69	580,170	10,304	40.22	414,450
Febrero	10,193	32.00	326,174	11,568	45.10	521,784	9,210	46.29	426,370
Marzo	11,147	38.89	433,509	12,428	46.80	581,676	10,305	48.37	498,449
I Trimestre	32,606	33.34	1,087,062	36,423	46.22	1,683,630	29,820	44.91	1,339,269
Abril	10,362	38.39	397,826	12,577	54.67	687,559	9,315	52.41	488,132
Mayo	10,761	35.95	386,908	10,208	57.15	583,399	9,224	53.78	496,088
Junio	11,521	42.26	486,833	10,106	58.16	587,774	11,842	56.94	674,245
II Trimestre	32,644	38.95	1,271,566	32,891	56.51	1,858,731	30,380	54.59	1,658,465
I Semestre	65,249	36.15	2,358,628	69,314	51.11	3,542,361	60,200	49.80	2,997,735

Fuente: Base de datos de Estudios, Banco Central del Ecuador

¹⁷ Base de Datos del Banco Central del Ecuador, BDE

3.2.1 Exportaciones de Petroecuador

Las exportaciones de crudo de Petroecuador, durante el segundo trimestre del 2007, alcanzaron un total de 15.3 millones de barriles por un valor de USD 842.9 millones (Cuadro No.6), lo que representa un incremento del 17.6% en volumen y 59.0% en valor con respecto a las exportaciones de igual período del año 2005. Tan marcadas diferencias se deben a dos factores: en primer lugar, los volúmenes de ventas aumentaron porque en el presente año se cuenta con el petróleo disponible del Bloque 15, lo que no sucedía dos años atrás; y, en segundo lugar, por el incremento de los precios del petróleo que pasó de USD 40.7 en similar período del 2005 a USD 55.05 por barril en el del 2007.

Cuadro No. 6

EXPORTACIONES DE PETROLEO DE PETROECUADOR									
	EXPORTACIONES CRUDO ORIENTE			EXPORTACIONES CRUDO NAPO			EXPORTACIONES TOTALES		
	VOLUMEN Miles Bls.	PRECIO US \$/BI	VALOR Miles US \$	VOLUMEN Miles Bls.	PRECIO US \$/BI	VALOR Miles US \$	VOLUMEN Miles Bls.	PRECIO US \$/BI	VALOR Miles US \$
Ene-07	3,489	41.57	145,021	2,225	35.25	78,444	5,714	39.11	223,466
Feb-07	3,642	48.90	178,078	2,015	42.53	85,706	5,657	46.63	263,784
Mar-07	2,980	51.42	153,201	2,158	44.87	96,853	5,138	48.67	250,054
I Trimestre	10,110	47.11	476,300	6,399	40.79	261,004	16,509	44.66	737,304
Abr-07	3,337	54.99	183,523	1,832	50.24	92,038	5,169	53.31	275,561
May-07	3,425	55.90	191,476	1,084	50.38	54,632	4,510	54.57	246,108
Jun-07	3,516	59.32	208,584	2,117	53.24	112,697	5,633	57.04	321,280
II Trimestre	10,279	56.78	583,582	5,033	51.53	259,367	15,312	55.05	842,950
I Semestre	20,389	51.98	1,059,882	11,432	51.11	520,371	31,820	49.80	1,580,254

Fuente: Petroecuador

El análisis comparativo del mismo lapso entre los años 2007 y 2006 arroja resultados diferentes. En volumen se ha tenido una disminución en las exportaciones de 8.9% y en valor, de 13.3%, lo que se atribuye a la marcada declinación de los campos que maneja Petroecuador, incluyendo el Bloque 15, y también al menor nivel de precios del crudo que se ha obtenido en el 2007, que como se indicó fue de USD 55.05 frente a USD 57.81 por barril obtenidos en el segundo trimestre del 2006.

Con las cifras indicadas, las exportaciones semestrales del presente año ascendieron a 31.8 millones de barriles, superior en 18.4% a la del período enero – junio del 2005, pero inferior en 4.6% a la del mismo período del 2006. Las causas son las ya señaladas en el análisis trimestral sobre la declinación de la producción y las variaciones en el precio del crudo de la empresa estatal. Este último pasó de USD 37.18 en el primer semestre del 2005 a USD 52.66 en el del 2006, pero luego disminuyó 3 dólares en el mismo lapso del 2007, cuando se ubicó en USD 49.66 por barril.

Exportaciones de crudo Oriente.- Son los volúmenes de petróleo de Petroecuador que se transportan por el SOTE desde la Amazonía hasta Balao en Esmeraldas, y que quedan disponibles para ser exportados luego de abastecer el consumo interno. Su calidad es de tipo medio y agrio, pues posee una gravedad de entre 23.3 y 23.5 °API y un contenido de azufre de alrededor de 1.5%.

La cantidad de este crudo que se vendió en el exterior durante el segundo trimestre del 2007 fue de 10.3 millones de barriles, apenas un 1.7% más que el primer trimestre anterior, aunque hubo una

gran diferencia en el valor obtenido, superior en 22.5%, debido a que el precio promedio ponderado pasó de USD 47.11 a USD 56.78 el barril, entre estos dos períodos.

En relación con los años precedentes,, los 10.3 millones de barriles exportados son inferiores en 21.1% y 27.9% a los del segundo trimestre de los años 2005 y 2006, en su orden, lo que tiene relación directa con la declinación de la producción y el aumento del consumo interno en los últimos meses del 2007, toda vez que la Refinería de Esmeraldas continúa recuperando su capacidad normal de procesamiento luego de los mantenimientos programados. Estos factores hacen que haya un remanente menor de petróleo disponible para la exportación por parte de la empresa estatal.

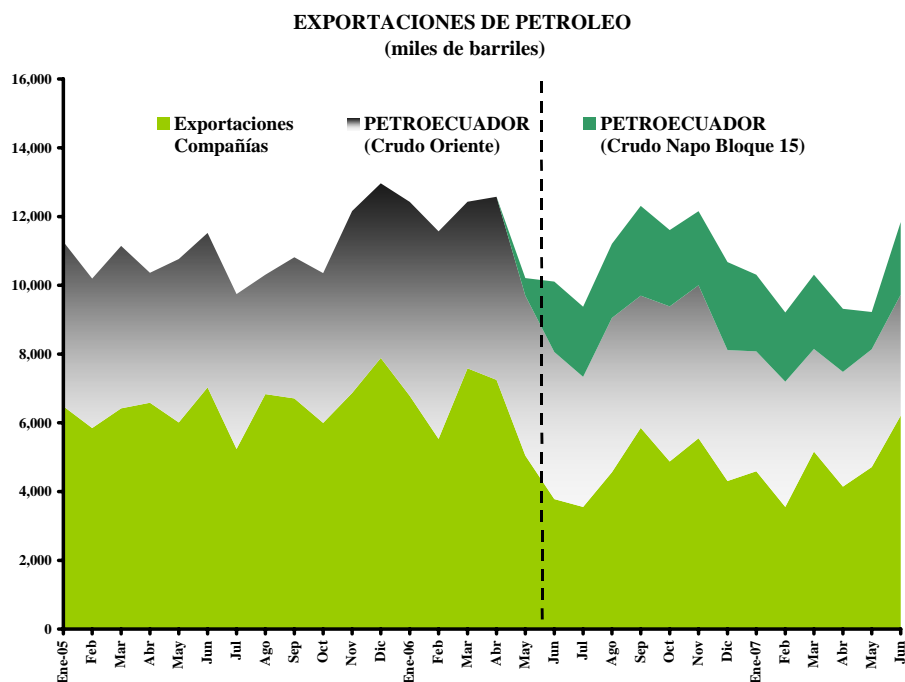
En términos semestrales, la comercialización externa de crudo Oriente alcanzó los 20.4 millones de barriles durante los primeros 6 meses del 2007. Esta cifra es inferior en 24.2% y 33.8% a las exportaciones del período enero – junio de los años 2005 y 2006, respectivamente. Sin embargo, debido a las variaciones del precio del crudo el valor fue de USD 1059.9 millones en este primer semestre, frente a los USD 999.5 millones y USD 1615.1 millones de similar período de los años indicados.

Exportaciones de crudo Napo.- Son los volúmenes que exporta Petroecuador y que provienen del Bloque 15 y sus campos unificados operados por Occidental hasta el 15 de mayo del 2006. Este crudo es pesado y agrio, pues tiene una gravedad de alrededor de 19 °API y un contenido de azufre de 2.19%. Su transporte se lo efectúa por el Oleoductos de Crudos Pesados, OCP, tal como sucedía en el tiempo en que la Oxy era la operadora del bloque y exportaba.

Durante el segundo trimestre del 2007, Petroecuador exportó 5.0 millones de barriles por un valor de USD 259.4 millones (USD 51.53 por barril en promedio), lo que representa un 19.0% menos en volumen de lo que exportó Occidental en igual período del 2005, aunque un 12.1% más en valor, debido a que el precio unitario subió de USD 37.02 a USD 51.53 entre los dos períodos.

En lo que se refiere al primer semestre, la estatal exportó 11.4 millones de barriles por un valor de 520.4 millones de dólares, estos es, a un precio promedio de USD 45.52 el barril. Estas cifras son un 9.4% inferiores en volumen y un 17.8% superiores en valor a las del primer semestre del 2005. El decremento del volumen de las exportaciones es consecuencia directa de la declinación de la producción de estos campos desde que los asumió Petroecuador, debido a que tuvieron que suspenderse las perforaciones y los reacondicionamientos de pozos por falta de contratos con las compañías que prestan estos servicios, situación que empezó a normalizarse en el segundo trimestre del presente año. En cambio, el incremento en valor se debe al mayor nivel de precios que se ha tenido en el presente año en relación a los vigentes en el 2005.

Grafico No. 2



Para el análisis comparativo de las ventas externas de crudo Napo por parte de Petroecuador, entre el 2007 y el 2006, es necesario considerar que la empresa estatal se hizo cargo de las operaciones del Bloque 15 la segunda quincena de mayo del 2006. Entonces, desde el 1 de abril al 15 de mayo del 2006, fue la compañía Occidental la que acumuló petróleo de exportación en un volumen de 3.3 millones de barriles y los vendió en USD 179.9 millones (USD 53.89 por barril en promedio). Petroecuador, por su parte, comercializó entre el 16 de mayo y el 30 de junio, 2.6 millones de barriles por un valor de 140.4 millones de dólares (USD 54.83 por barril en promedio). Estas cifras reflejan la inmediata caída de las exportaciones del petróleo del Bloque 15 al pasar a manos de la empresa estatal, explicable no tanto por la caída de la producción sino por la demora normal en la búsqueda de sus propios mercados para el crudo Napo y en las negociaciones para la obtención de mejores condiciones de comercialización que se vean traducidas en precios unitarios de venta superiores.

En todo caso, en el segundo trimestre del 2006, sumadas las ventas de Occidental y Petroecuador, se vendieron 5.9 millones de barriles de crudo Napo por un valor de 320.3 millones de dólares (USD 54.29 por barril en promedio). Esto significa que los 5.0 millones que comercializó la estatal en igual lapso del 2007 por un valor de USD 259.4 millones resultan inferiores en 14.7% en volumen y 19.0% en valor a las exportaciones del 2006 provenientes del Bloque 15.

Finalmente, los 11.4 millones de barriles vendidos por Petroecuador en el primer semestre del presente año por un valor de USD 520.4 millones, son inferiores en 13.5% en volumen y 19.0% en valor a las exportaciones realizadas entre enero y junio del 2006, debido al menor volumen disponible para la exportación y al menor precio promedio de venta con que contó la estatal en este período del 2007.

3.2.2 Exportaciones de las compañías privadas

Durante el segundo trimestre del 2007 las compañías petroleras exportaron 15.1 millones de barriles por un valor de USD 815.5 millones (USD 54.12 por barril en promedio), cifra inferior en 23.2% en volumen, pero superior en 10.0% en valor a las obtenidas en el mismo lapso del 2005, cuando se comercializaron 19.6 millones de barriles a USD 741.5 millones, es decir, a un precio promedio de USD 37.8 por barril.

Con respecto al año 2006, entre abril y junio de este año se exportaron 16.1 millones de barriles por un valor de USD 886.5 millones (USD 54.12 por barril en promedio), por lo que los resultados obtenidos en similar período del 2007, arriba indicados, resultarían inferiores en 6.3% en volumen y en 8.0% en valor.

Por esta razón, se hace necesario realizar un análisis comparativo de las exportaciones de las empresas que siguen operando en el país luego de la salida de la Oxy, esto es, sin considerar las exportaciones de crudo del Bloque 15, que en la actualidad corresponden a la empresa estatal.

Cuadro No. 7

EXPORTACIONES DE CRUDO DE EMPRESAS PRIVADAS			
Barriles			
	Año 2005	Año 2006	Año 2007
Enero	4,159,002	4,080,843	4,590,432
Febrero	4,134,063	3,229,274	3,553,465
Marzo	4,054,853	5,278,288	5,167,008
I Trimestre	12,347,918	12,588,405	13,310,905
Abril	4,480,939	5,140,433	4,145,324
Mayo	3,861,946	3,817,276	4,714,126
Junio	5,058,474	3,778,211	6,208,945
II Trimestre	13,401,359	12,735,920	15,068,395
I Semestre	25,749,277	25,324,325	28,379,300
Julio	3,179,791	3,551,113	
Agosto	4,579,552	4,565,978	
Septiembre	4,489,895	5,854,115	
III Trimestre	12,249,238	13,971,206	
Octubre	4,026,607	4,873,528	
Noviembre	4,358,919	5,551,219	
Diciembre	5,982,576	4,307,830	
IV Trimestre	14,368,102	14,732,577	
II Semestre	26,617,340	28,703,783	
TOTAL ANUAL	52,366,617	54,028,108	28,379,300

Nota: No incluye exportaciones provenientes de producción del Bloque 15

Fuente: PETROECUADOR

De acuerdo con el Cuadro No. 7, las compañías privadas en actividad han exportado, entre abril y junio del presente año, 15.1 millones de barriles, volumen superior en 12.4% y 18.3% a los exportados en similar período de los años 2005 y 2006, respectivamente.

De otro lado, al considerar las exportaciones totales del primer semestre (enero – junio de 2007), se aprecia que estas ascendieron a 28.4 millones de barriles y representan un incremento de 10.2% y 12.1% en relación a las de igual lapso del 2005 y 2006, en su orden.

Lo anterior demuestra que las empresas privadas continúan incrementando sus volúmenes exportables, sobreponiéndose a los problemas operacionales y políticos propios de la industria y de las regiones en que operan. Así mismo, al aumentar sus ventas externas en una época en que el precio sube paulatinamente, han logrado beneficiarse de las variaciones positivas del mercado internacional.

4. LOS PRECIOS DEL CRUDO EN EL MERCADO INTERNACIONAL

Al final del primer trimestre del 2007, los precios del crudo cerraron sobre los 65 dólares por barril. La decisión adoptada por la OPEP, en su reunión de marzo, de mantener el nivel de oferta de petróleo y de cumplir más estrictamente sus cuotas de producción, así como la captura de 15 marines de EE.UU. por parte de Irán en sus aguas territoriales del Golfo Pérsico, hicieron que el WTI, marcador del mercado americano, cierre el mes de marzo con un precio de USD 65.87 por barril y el Brent, marcador referencial de Europa, en USD 68.10 por barril¹⁸.

Evolución de los precios durante el mes de abril.

Una vez que los marines británicos fueron liberados, el precio del energético revirtió su tendencia y se fue a la baja. Así, el 4 de abril, luego de que el presidente iraní anunciara la liberación de los marines, y que el reporte semanal del departamento de Energía de EE.UU. mostrara cómo las reservas de crudo crecieron 4.3 millones de barriles, hasta los 332.7 millones durante la semana anterior, el WTI cayó a USD 64.38¹⁹, y pocos días después, el 9 de abril, llegó hasta USD 61.51 por barril. Esto hizo que la OPEP reafirme su convicción de que el mercado de petróleo estaba debidamente suministrado y que los altos precios se debían a aspectos políticos como la tensión Irán – Occidente, que la Organización no estaba en capacidad de controlar²⁰.

En los siguientes días, un nuevo factor apareció haciendo que el WTI retomara su tendencia alcista. Las reservas de crudo aumentaron menos de lo esperado en EE.UU. y las existencias de gasolina mermaron en 5.5 millones de barriles. Esto ocasionó que la segunda semana de abril el marcador WTI se eleve hasta USD 64.50, el precio más alto en lo que iba del año, y que el crudo Brent del Mar del Norte ascienda hasta USD 68.85 por barril²¹.

A estos factores, se sumaron luego otros coyunturales como la demanda anticipada de gasolina; el nerviosismo por la violencia en Nigeria, el octavo exportador del mundo, por las elecciones legislativas, y, la emisión de una segunda oferta por parte del Departamento de Energía de los EE.UU. para adquirir 4 millones de barriles de crudo con el propósito de reponer las Reservas

¹⁸ Análisis del Sector Petrolero, I Trimestre de 2007, marzo de 2007.

¹⁹ Milenium.com, abril 4 de 2007.

²⁰ Reuters, abril 9 de 2007.

²¹ Milenio.com, abril 16 de 2007.

Estratégicas del gobierno²², que en un volumen de 11 millones de barriles se habían vendido en USD 584 millones luego de que el huracán Katrina interrumpió en su oportunidad los suministros de petróleo²³.

La suma de todos estos elementos y la reducción del ritmo de producción de las refinerías llevaron a que el 25 de abril, el WTI ascienda a USD 65.84 por barril. Para entonces, las reservas de gasolina habían caído por décima primera semana consecutiva mermándose hasta un nivel de 194.2 millones de barriles, lo que representaba un 6.7% menos del volumen existente un año atrás²⁴.

Evolución de los precios durante el mes de mayo.

Frente a la situación en que terminó el mercado a fines de abril, fue prioritario para el gobierno norteamericano el aumento de las reservas de crudo y gasolina, así como de la capacidad de producción de las refinerías. Estos esfuerzos hicieron que hasta el 9 de mayo del año en curso, el WTI regrese a la zona media de los USD 61.0 (USD 61.55 por barril), en momentos en que el Departamento de Energía anunciaba que las existencias de crudo habían aumentado en 5.6 millones de barriles, las importaciones mantenían un fuerte flujo de una media de 11 millones de barriles diarios y las refinerías habían aumentado hasta un 89 por ciento su capacidad de procesamiento, con lo que la producción de la gasolina se había incrementado en unos 100 mil barriles diarios, situándose en una media de 8.9 millones de barriles por día²⁵.

Los resultados de esta estrategia energética no podían mantenerse por mucho tiempo. De hecho, a partir del 11 de mayo los factores que influenciaban sobre el alza del petróleo se agudizaron, estos eran: la inestabilidad en Nigeria, los frecuentes problemas en la refinería y la elevada demanda anticipada. Sobre el primer factor, eran inquietantes las noticias acerca de los ataques a las instalaciones petroleras y sobre los secuestros a los trabajadores. Al término de la segunda semana del mes se contabilizaban tres atentados contra igual número de oleoductos y la campaña de ataques que había bajado en un 25% la producción de 2.6 millones de barriles diarios²⁶. En lo concerniente a la refinación, los analistas hacían presente que "...no se ha construido una refinería en EE.UU. desde 1976 y que los aumentos en capacidad de refinado en las existentes ha ido por detrás del tirón de la demanda"²⁷. Y en lo referente a la demanda se destacaba que "...en los últimos años se ha percibido que el consumo de gasolina aumenta ya con fuerza entre marzo y abril, casi dos meses antes de la temporada tradicional de verano"²⁸.

De otro lado, el día 14 de mayo, la Agencia Internacional de Energía (EIA por su siglas en inglés), la División de Estadísticas del Departamento de Energía de Estados Unidos, informaba que "...el

²² La Reserva, que fue creada en 1975 luego del embargo del petróleo árabe, almacenaba a esa fecha 689 millones de barriles de crudo bajo tierra en 4 lugares de Texas y Louisiana. Tanto el petróleo que se planeaba comprar como el de las regalías ayudarían a recuperar esta Reserva hasta su capacidad total actual de 727 millones de barriles.

²³ Reuters, América Latina, abril 18 de 2007.

²⁴ Terra Actualidad, El Nacional, abril 25 de 2007.

²⁵ El Nacional, mayo 9 de 2007.

²⁶ Terra Actualidad, El Nacional, mayo 14 de 2007.

²⁷ Univisión.com, EFE, mayo 14 de 2007.

²⁸ Ibidem

hecho de que la demanda haya ido por delante del nivel de oferta, ha provocado que las reservas de gasolina bajen con fuerza. Las existencias almacenadas han mermado en 33.7 millones de barriles o alrededor de un 15% desde febrero...La cuestión ahora es con qué rapidez y hasta qué punto bajarán los precios de la gasolina...”²⁹. Este informe coincidía con el alcance de un máximo histórico del precio de la gasolina regular en EE.UU. , USD 3.07 por galón, – dos centavos superior al récord de USD 3.05 del 5 de septiembre de 2005, después del paso del huracán Katrina por el Golfo de México – lo que avivó la preocupación del gobierno y su intento de reducir el consumo y la dependencia del petróleo extranjero. Fue entonces cuando el presidente George W. Bush reiteró que “La adición del petróleo y su efecto dañino en el medio ambiente” es uno de los más graves desafíos que afronta su país, y optó por reunirse con representantes de diversos departamentos para diseñar una normativa que lleve a reducir el consumo de la gasolina y a cumplir con su propuesta de reducir en un 20% el uso de este producto en un plazo de 10 años³⁰. Más, estos pronunciamientos no tuvieron ningún efecto sobre la escalada de precios, pues, el 17 de mayo la gasolina se vendía a USD 3.11 el galón y el WTI a USD 64.86 el barril³¹.

La tendencia alcista de los energéticos continuaron hasta fin de mes. Así, el 24 de mayo el Brent se cotizaba a USD 71.42 y el WTI a USD 65.44 el barril. Las razones para ello se incrementaban. A las indicadas anteriormente se añadían una huelga indefinida de los trabajadores de la estatal petrolera nigeriana y el reinicio de las presiones de Occidente sobre Irán por su política nuclear, mediante maniobras de la armada estadounidense cerca de las costas iraníes³². Posteriormente, el 27 de mayo se sumaba un nuevo ingrediente, el inicio de la temporada de huracanes que se alargaría hasta noviembre y mantendría al mercado en constante incertidumbre por los daños que pudiera ocasionar a las instalaciones petroleras. Los precios para el Brent estaban entonces en un rango de entre USD 70 y 72 y los del WTI entre USD 65 y 67 el barril³³.

La tendencia al alza de los precios, se revirtió sorpresivamente a partir del 28 de mayo del año en curso. La suspensión de la huelga de los trabajadores petroleros de Nigeria y el traspaso de poderes al nuevo presidente de ese país sin graves incidentes y con un llamado a poner fin a la inseguridad en el Delta del Níger, así como la lentitud de las operaciones en las sesiones abiertas del mercado por los feriados en Inglaterra y Estados Unidos (Memorial Day) hicieron que el Brent del Mar del Norte se cotizara a USD 69.68 y el WTI a USD 64.61 el barril³⁴.

Evolución de los precios durante el mes de junio.

Durante la primera semana de junio se observó en el mercado una serie de altibajos en el precio. Esta empezó cuando el presidente de la OPEP declaró que no era necesario una reunión extraordinaria de ministros del grupo antes de la programada para septiembre; luego continuó con el debilitamiento de la tormenta tropical “Gonu” en Oriente Medio y con cierta inquietud por posibles alzas de tipo de interés de EE.UU. que podría ralentizar la economía y reducir la demanda de crudo

²⁹ Ibidem

³⁰ Univisión.com, EFE, mayo 14 de 2007.

³¹ Terra actualidad, El Nacional, mayo 17 de 2007.

³² BBCmundo.com, mayo 24 de 2007.

³³ Milenio.com, mayo 27 de 2006.

³⁴ Terra Actualidad, EFE, mayo 25 de 2007.

y combustibles; adicionalmente, el Departamento de Energía de éste país informaba que las reservas de crudo y combustible incrementaban menos de lo esperado y que las refinerías trabajaban a un 89.6% de su capacidad, considerada a menor ritmo de lo habitual, lo que significaba una rebaja de unos 900 mil barriles de combustibles en la producción en una época en que la demanda repunta tradicionalmente³⁵

Estas causas para las fluctuaciones y altibajos de los precios terminaron su influjo al final de la segunda semana de junio, debido a que el 14 de ese mes las refinerías habían bajado su producción a 89.2% de su capacidad, cuando según los analistas deberían estar operando a un 95% por la cercanía del feriado del 4 de julio de EE.UU. que hace subir la demanda por la intensa actividad de desplazamientos en las carreteras. A esto se sumó la negativa del gobierno de Irán a suspender sus programas nucleares tal como lo demandaba el Consejo de Seguridad de la ONU. Esto ocasionó que el WTI se cotizara a USD 67.85 por barril, su nivel más alto en nueve meses, y que el Brent sobrepase otra vez la barrera de los setenta dólares, para venderse a USD 70.96 el barril, lo que hizo exclamar a Meter Beutel, analista de Cameron Hanover, "...Esto ya no es una aberración sino un desastre de la industria en general"³⁶.

La drástica subida de los precios del petróleo, atribuible principalmente al auge de la demanda, obligó a que se realicen diferentes análisis para establecer las causas y posibles soluciones de la crisis, así como sus perspectivas. Uno de estos análisis, publicado por Bhusman Bahree en *The Wall Street Journal*³⁷ el 22 de junio del presente año, puntualizaba que la demanda del petróleo estaba creciendo el doble de hace un año, lo que llevaría a que los precios sean más altos y volátiles durante algún tiempo. Preveía que los precios suban durante el segundo semestre, a menos que la OPEP ceda y comience a inyectar más petróleo en el mercado y que las refinerías produzcan más derivados como gasolina y diesel.

El análisis destacaba que la economía mundial se ha adaptado a la duplicación de los precios del crudo durante los últimos tres años, impulsando la demanda y preparando el camino para otras alzas de precios en los próximos años. En el 2006 se alcanzó una máxima cuando se enfrentó a Hezbolá en el Líbano y ante el temor de un enfrentamiento entre Irán y Occidente. "La diferencia este año es que estamos alcanzando los USD 70 el barril en base de los fundamentos" de la oferta y la demanda, afirmaba Jan Stuart, economista de energía en UBS Securities LLC. La demanda está creciendo más de prisa. La oferta mantiene el mismo ritmo. Los inventarios tienden a la baja..."

De otro lado, la Agencia Internacional de Energía, AIE, con sede en París, pronosticó que la demanda mundial de petróleo promediaría 86.1 millones de barriles diarios este año, lo que representa un ritmo dos veces superior al crecimiento del 0.9% registrado en 2006 con relación al 2005. A su vez, el Fondo Monetario Internacional previó que la economía mundial crecerá un 4.9%, tanto este año como en 2008, lo que significaría un descenso con relación al 5.4% en 2006, pero al mismo ritmo que en 2005. China e India seguirán liderando la carga con una expansión del 10% y el 8.4%, respectivamente, exacerbando la demanda de petróleo.

³⁵ Terra Actualidad, El Nacional, junio 8 de 2007; El Universal, com.mex, México, junio 11 de 2007.

³⁶ Univisión.com, junio 14 de 2007.

³⁷ The Wall Street Journal, junio 22 de 2007.

Sobre la OPEP indicó que ésta ha perdido el temor a precios más altos por la robustez de la demanda, con lo que ha consolidado su criterio de que los aumentos en los últimos años no han detenido el crecimiento de la economía mundial.

Con todos estos fundamentos, el mercado sustentó el inicio de una escalada que se sostendría por algún tiempo y cerró el mes de junio con precios superiores a los setenta dólares por barril, inclusive fue sorprendente la recuperación del WTI que se había mantenido en los últimos meses muy por debajo del Brent. Al terminar la semana del 29 de junio, este marcador de los Estados Unidos tocó por algunos momentos los USD 70.5 por barril, el precio más alto desde septiembre de 2006, y luego cerró con una subida efectiva de USD 0.60 con respecto a los días anteriores, ubicándose en USD 69.57 por barril³⁸.

El precio de los crudos ecuatorianos.-

Los precios de los crudos Oriente y Napo de Petroecuador siguieron, en forma general, la tendencia de la cotización del petróleo en el mercado internacional. El crudo Oriente, de tipo medio y agrio, se vendió en abril a USD 54.99, en mayo subió 91 centavos y se situó en USD 55.90, y en junio cerró en un promedio de USD 59.32. La media semestral fue de USD 51.98 por barril.

El crudo Napo, de tipo pesado y con mayor contenido de azufre, alcanzó precios menores. En mayo se vendió en USD 50.24, en junio aumentó apenas 14 centavos y se cotizó en USD 50.38, subiendo luego alrededor de 2 dólares para ubicarse en junio en USD 53.24 el barril. El precio promedio alcanzado entre enero y julio fue de USD 45.52 por barril.

Para las ventas de crudo, Petroecuador continuó aplicando lo que ha dado en llamar “Nueva Visión de Comercio Internacional”³⁹, fundamentado en dos pilares principales: establecimiento en forma directa de los diferenciales de calidad con respecto al crudo marcador, que para el Oriente es el WTI; y, contratos de venta a corto plazo (dos meses) para reducir la manipulación del mercado y permitir un reajuste más frecuente de los diferenciales. La estatal reporta que mediante esta modalidad de venta externa: “En el primer semestre del año se tuvo un diferencial promedio de menos de 8 dólares, bastante más bajo que los del año pasado, lo que permitió que el país se beneficiara sustancialmente en sus ingresos por exportaciones de petróleo.”⁴⁰. En efecto, mientras en diciembre de 2006 el diferencial fue de -13.17, entre enero y junio del presente año varió en un rango de entre USD -11.14 y -7.53 por barril.

Sin embargo, hay que mencionar que si el precio del WTI se hubiese mantenido en los niveles normales de mercado, pues es más liviano y por lo tanto mejor cotizado que otros crudos marcadores, como el Brent, la disminución del diferencial impuesto por la empresa estatal habría beneficiado efectivamente al país, como ha manifestado Petroecuador; pero, al analizar el comportamiento del crudo en el mercado internacional se observa que el WTI, especialmente en el

³⁸ Laprensagráfica.com, junio 29 de 2007.

³⁹ Petróleo Actualidad, Revista Institucional de Petroecuador, Año 7, No. 3, julio de 2007.

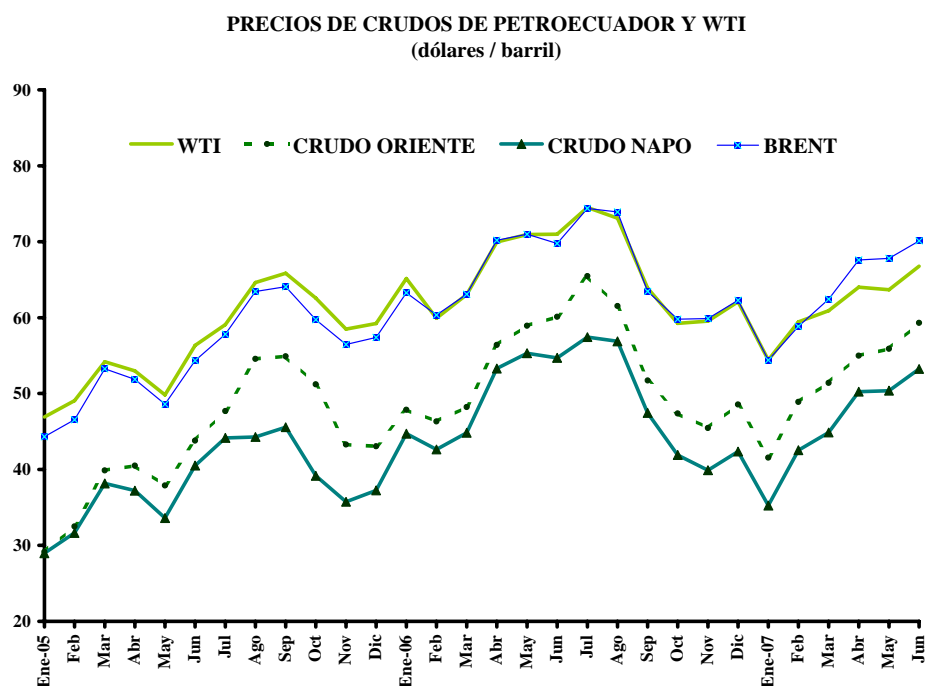
⁴⁰ Ibidem.

segundo trimestre, sufrió un deterioro en su precio y se ubicó bastante por debajo del Brent, lo que ha dado como resultado que los diferenciales más bajos aplicados por Petroecuador con referencia a un débil WTI de menores precios no se traduzcan en mayores ingresos para el Estado⁴¹.

La alerta sobre esta situación, se dio precisamente el mes de abril, cuando la Agencia Reuters dio a conocer que los futuros del petróleo estadounidense (WTI) se estaban vendiendo con un descuento más agudo con respecto al Brent del Mar del Norte, y que los analistas advertían que era un signo de importantes cambios en el mercado petrolero norteamericano.⁴²

El WTI, que se comercializa en Cushing, un pequeño pueblo de Oklahoma sin salida al mar, había caído los primeros días de abril en un descuento sin precedentes de 5 dólares frente a los futuros del Brent (Gráfico No. 3), porque sus inventarios habían aumentado debido a que no había forma de sacar el petróleo de Cushing por la fácil llegada al mercado de EE.UU. del petróleo producido en el oeste de Canadá, y a las interrupciones en las refinerías, particularmente en el medio oeste estadounidense.

Gráfico No. 3



⁴¹ El Precio de Facturación (PF) del crudo Oriente se calcula con la fórmula:

$$PF = WTI - \text{Diferencial};$$

Si el Diferencial baja o sube por decisión de Petroecuador y el WTI también cae o se eleva, en similar magnitud del diferencial, por las condiciones del mercado, entonces el precio del crudo Oriente no aumenta y no hay ingresos adicionales para el país.

⁴² Reuters, América Latina, Robert Campbell, abril 10 de 2007.

Pero no solamente el Brent estaba por sobre el WTI, también otro crudo de Estados Unidos, el Light Louisiana Sweet se cotizaba a USD 7.50 por encima de este marcador, lo que estaba en línea con los crudos importados de África Occidental y Mar del Norte.

Ante estas circunstancias, un analista de Purvin y Gertz expresó: "La gente piensa que Cushing es el centro del universo y no lo es. Vamos a mantener un descuento en Cushing con respecto a la Costa del Golfo por algún tiempo"⁴³. Esto coincidía con la previsión del auge petrolero canadiense que podría hacer que la producción en el 2010 sobrepase los 3.2 millones de barriles, en el 2015 los 4.4 millones y en el 2020 los 4.7 millones. Gran parte de este petróleo se llevaría hasta los centros de refinación en Chicago y Woods Rivers en Illinois y el mismo Cushing a través de ductos que se construirán a un costo superior a los 5 000 millones de dólares, lo que haría mantener al WTI en precios bajos.

Así mismo, el 24 de abril, Ann Davis del Wall Street Journal⁴⁴, publicaba una nota en la que afirmaba que "El famoso precio de referencia del petróleo de Texas—el valor por barril analizado obsesivamente por los mercados y citado por mucha gente en la prensa— se ha separado tanto del precio de otros tipos de crudo en las últimas semanas que los participantes del mercado están empezando a decir que se trata de una "referencia quebrada". Añadía también que "Algunos expertos dicen que estas disparidades se van a mantener e incluso a ampliar en el corto plazo. Ya están modificando los pronósticos económicos, alterando relaciones históricas de precios entre commodities e incluso incrementando los llamados a crear una nueva referencia para el precio del crudo".

La misma nota recogía el criterio de Edward Morse, economista jefe de energía de Lehman Brothers Holdings Inc, en un informe del 13 de abril: "Los precios del petróleo WTI ya no reflejan la dinámica del mercado internacional, por el contrario, representan condiciones de precios del crudo en Estados Unidos continental, poniendo un signo de pregunta sobre el valor de este crudo como un barómetro mundial para la cobertura o especulación."

Estos hechos, análisis y conclusiones debieran ser tomados muy en cuenta por Petroecuador al momento de fijar el diferencial, pues, si cae el precio del WTI no surtirá ningún efecto la disminución de tal diferencial en pequeños rangos, y, además, si la baja en la cotización del crudo marcador es persistente, entonces debería buscarse otro referencial más estable y que tenga una relación más estrecha con la comercialización de nuestro petróleo.

5. OFERTA Y DEMANDA DE DERIVADOS

5.1 Oferta de derivados

La **producción de derivados del petróleo** entre enero y junio de 2007 fue de 29.8 millones de barriles, frente a la producción de 29.9 y 30.0 millones de barriles para el mismo periodo de los

⁴³ Reuters, América Latina, abril 10 de 2007.

⁴⁴ Wall Street Journal Américas, abril 24 de 2007.

años 2005 y 2006, respectivamente; lo que representa una disminución de 0.4% y 0.7% para similares periodos y años. Con el propósito de cubrir el consumo interno del país, el Estado Ecuatoriano se ve obligado a realizar importaciones periódicas de Gas Licuado de Petróleo (GLP), Nafta de alto Octano y Diesel.

El volumen de importación de los mencionados productos se resume a continuación:

- Entre enero y junio de 2007 se importaron 5.6 millones de barriles de diesel por un valor de USD 448.0 millones, a un precio promedio de importación de USD 80.2/barril. Las mencionadas importaciones tanto en volumen, valor y precio fueron superiores a las de 2005 en 84.6%, 123.0% y 20.8%, respectivamente; e, inferiores a las del año 2006 en 7.6%, 12.1% y 4.8%, en su orden.
- En el primer semestre de 2007 la importación de GLP llegó a 4.9 millones de barriles por un valor de USD 286.9 millones, a un precio promedio de importación de USD 58.8/barril. Cifras superiores tanto en volumen, valor y precio a las de 2005 en 30.3%, 82.2% y 39.9%, respectivamente; y, a las del año 2006 en 0.5%, 3.0% y 2.5%, en su orden; y,
- En lo que respecta a la importación de nafta de alto octano, para el primer semestre de 2007, se ubicó en 4.0 millones de barriles por un valor de USD 354.4 millones, a un precio promedio de importación de USD 89.2/barril. Estas importaciones superaron a las del 2005 en volumen, valor y precio en 44.9%, 96.3% y 35.5% en su orden; y, a las de del año 2006 en 9.5%, 11.4% y 1.7%, respectivamente.

Cuadro No. 8

DERIVADOS IMPORTADOS

Período	NAFTA DE ALTO OCTANO			DIESEL			GAS LICUADO DE PETROLEO		
	Vol.de Import. (miles de barriles)	Precio Prom. de Import. (US\$/barril)	Costo de Import. (miles de US\$)	Vol.de Import. (miles de barriles)	Precio Prom. de Import. (US\$/barril)	Costo de Import. (miles de US\$)	Vol.de Import. (miles de barriles)	Precio Prom. de Import. (US\$/barril)	Costo de Import. (miles de US\$)
Ene-Jun-2005	2,741.7	65.8	180,526.1	3,027.3	66.4	200,957.0	3,745.9	42.0	157,447.8
Ene-Jun-2006	3,232.9	86.5	279,586.2	5,498.7	84.0	461,631.7	4,052.2	56.3	228,006.6
Ene-Jun-2007	3,971.5	89.2	354,370.2	5,588.9	80.2	448,072.0	4,880.7	58.8	286,893.1
Ene-07	475.0	71.3	33,873.3	721.2	71.4	51,524.7	745.8	52.0	38,802.6
Feb-07	241.5	71.6	17,280.5	942.8	73.0	68,781.1	680.1	54.6	37,137.7
Mar-07	859.7	81.5	70,040.8	871.0	76.4	66,521.4	886.7	58.0	51,414.6
Abr-07	691.8	92.1	63,713.0	944.8	80.7	76,276.5	816.1	60.9	49,732.9
May-07	712.1	102.0	72,657.5	943.3	84.2	79,448.5	907.7	63.1	57,286.8
Jun-07	991.4	97.6	96,805.1	1,165.7	90.5	105,519.8	844.3	62.2	52,518.4

Fuente: PETROECUADOR

Pero no toda la producción e importación de derivados se consume internamente, una buena parte sale del país a través del contrabando, tema al que el actual Gobierno le ha puesto énfasis. Al respecto, el ministro de Energía y Minas anterior, Economista Alberto Acosta, durante su comparecencia ante la Comisión de Defensa del Consumidor del Honorable Congreso Nacional, a principios de junio, advirtió que:

"El país pierde aproximadamente 500 millones de dólares al año por la fuga o contrabando de combustibles, por lo que se han organizado operativos de control con la participación de instituciones como la Dirección de Hidrocarburos, PETROCOMERCIAL, el Servicio de Rentas Internas, Marina Mercante, la Policía y Fuerzas Armadas.

Aseveró que según información del SRI, por este problema el Ecuador pierde alrededor de 700 millones de dólares al año y que el combustible sale, especialmente, por vía marítima, razón por la que las acciones deben dirigirse a este sector.

Acosta, manifestó que el desabastecimiento de gas se produjo, fundamentalmente, por contrabando y el mercado informal, pues se encuentran registrados 1 255 vehículos, y hay más de tres mil ilegales; 2 795 depósitos de distribución con registro y más de 4 790 puestos de venta, es decir, casi dos mil locales clandestinos.

Aseguró que existe un crecimiento notable de la demanda de gas en el país, en el orden del 7.2%, lo que significa que si se mantiene ese ritmo se duplicará en 10 años, a la vez que reiteró que en la actualidad el 96% del gas que se consume es importado, por problemas en las plantas de refinación de Esmeraldas y Shushufindi.

Expresó su preocupación porque el gas tiene un subsidio muy alto, pues el cilindro de 15 kilos se vende a 1.60 dólares, mientras que el costo real es de 10.65 dólares, al tiempo que manifestó que el Estado asigna 2 300 millones para subsidiar el precio de los combustibles en general (solo el del gas asciende a 500 millones).

Señaló que el contrabando hacia Perú y Colombia se produce por la enorme diferencia de precios, pues en el primero se vende a 15 dólares y en Colombia a 7.05 dólares

Reveló que un 22% del producto se va de contrabando; el 8% se utiliza en el sector automotriz, 8% industrial y comercial; 59% uso doméstico, a la vez que relató que en mayo se entregaron 8 466 cilindros adicionales al día y que mientras la demanda diaria, normalmente, era 2 483 toneladas métricas, se despacharon 2 611 toneladas.

Agregó que frente a esta situación se puso en marcha el Plan de Soberanía Energética en el que participan varias instituciones de acuerdo a su ámbito, se decretó la emergencia y movilización que entregó 26 millones de dólares del Fondo de Ahorro y Contingencias (FAC); se envió el proyecto de reformas a la Ley de Hidrocarburos para sancionar el contrabando y tipificar infracciones; y el Ministerio Público nombró fiscales especiales para el seguimiento de estos casos.

Añadió que, también, se implementaron operativos en coordinación con la Fuerza Pública para verificar los despachos; ejercer control en las plantas envasadoras y centros de acopio, un seguimiento a transportistas del producto e impulsar la venta directa a los usuarios."⁴⁵

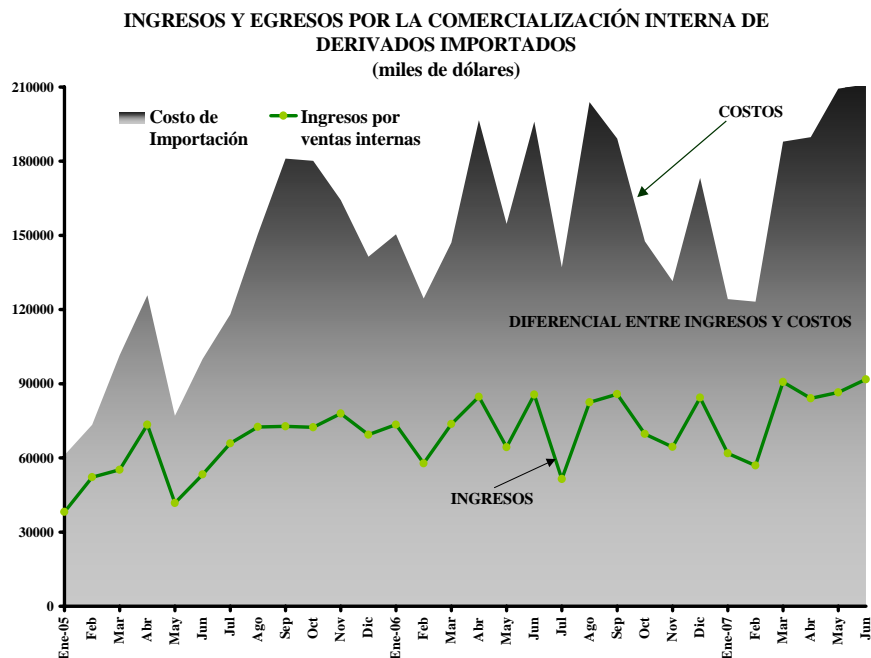
Además, es importante analizar los efectos de la importación de derivados y su comercialización sobre las cuentas fiscales del Estado, tomando en cuenta no solo el costo total de las importaciones de derivados, sino también la diferencia entre ingresos y egresos por la comercialización interna de los derivados importados; en otras palabras, la diferencia entre el ingreso por ventas internas de productos importados y el costo de su importación.

Bajo esta consideración, durante el primer semestre de 2007 el ingreso por ventas internas de derivados fue igual a 490.1 millones de dólares y el costo de importación alcanzó los 1089.3 millones de dólares, es decir el Estado destinó para cubrir la diferencia entre ingresos y egresos por la comercialización de derivados recursos equivalentes a USD 599.2 millones de dólares. El que más contribuyó a esa diferencia fue la comercialización de GLP con el 39.5%, seguido por la de diesel con el 37.9% y la de nafta con el 22.6%. En el mismo periodo del año 2006 esa diferencia se

⁴⁵www.congreso.gov.ec, noticias, junio 6 de 2007

ubicó en USD 529.7 millones de dólares, un 13.1% menos que el 2007; a diferencia de ese año, el derivado que más influyó en este total fue el diesel con un 45.5%, seguido del GLP con un 35.3% y finalmente la nafta con un 19.1% del total.

Gráfico No. 4



5.2 Demanda de Derivados

Entre enero y junio de 2007, el consumo de derivados alcanzó un monto de 32.0 millones de barriles. Que comparados con los 28.4 y 30.3 millones de barriles consumidos en iguales periodos de los años 2005 y 2006, respectivamente, equivalen a un incremento del 12.9% y del 5.6%, en su orden.

Para el primer semestre del año 2007, de la demanda total de derivados, el 35.5% corresponde al consumo de diesel, seguido por un 18.5% de gasolina extra, 16.6% de GLP y un 5.6% de gasolina súper; la diferencia, 23.8%, corresponde al consumo de residuo, fuel oil, nafta base 90, entre otros. En igual periodo de 2006 la tendencia de consumo de los derivados del petróleo es muy similar, así: el 35.6% corresponde al consumo de diesel, a continuación con un 18.4% el de gasolina extra, 16.9% de GLP y un 5.3% de gasolina súper; la diferencia, 23.8%, atañe al consumo de residuo, fuel oil, nafta base 90, entre otros

De otra parte, los principales productos refinados del petróleo que exporta el país son: el residuo producido por la refinería Esmeraldas y la nafta de bajo octano o nafta base. Para el primer semestre del 2007 las exportaciones de estos dos derivados alcanzaron los 5.7 millones de barriles valorados en USD 246.1 millones a un precio promedio de USD 43.3/barril. Estas exportaciones comparadas con las realizadas en igual periodo del año 2005 fueron inferiores en volumen y valor en 23.1% y 7.8%, respectivamente, pero superiores en precio en un nivel del 19.9%. Con respecto a similar periodo de 2006, las exportaciones de residuo y nafta base del 2007 son inferiores en volumen, valor y precio en 13.0%, 22.9% y 11.4%, en su orden.

Cuadro No. 9

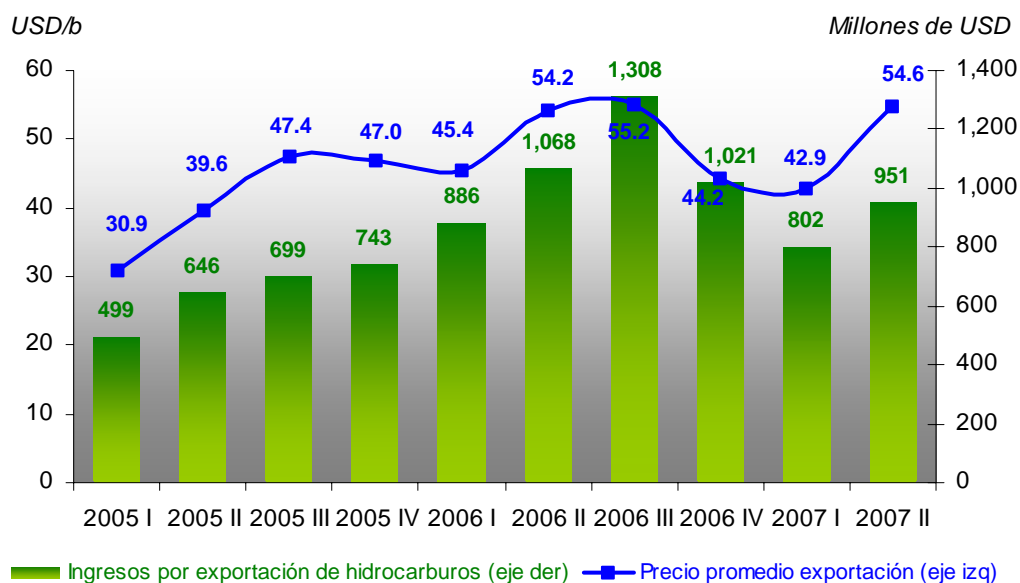
EXPORTACIONES DE DERIVADOS DE PETROLEO

Período	RESIDUO Y FUEL OIL # 6			NAFTA BAJO OCTANO			TOTAL		
	VOLUMEN Blis	PRECIO US\$/BI	VALOR US\$ C&F (b)	VOLUMEN Blis	PRECIO US\$/BI	VALOR US\$ C&F (b)	VOLUMEN Blis	PRECIO US\$/BI	VALOR US\$ C&F (b)
Ene-Jun-05	5,788.3	31.4	181,760.9	1,609.0	53.0	85,201.1	7,397.3	36.1	266,962.0
Ene-Jun-06	5,575.8	45.4	253,210.1	962.1	68.5	65,893.4	6,537.9	48.8	319,103.5
Ene-Jun-07	5,515.8	42.3	233,109.1	174.8	74.5	13,029.0	5,690.6	43.3	246,138.1
Ene-07	1,026	34.2	35,058	0	0.0	0	1,026	34.2	35,058
Feb-07	826	39.8	32,847	0	0.0	0	826	39.8	32,847
Mar-07	1,022	31.8	32,510	0	0.0	0	1,022	31.8	32,510
Abr-07	1,020	45.7	46,684	0	0.0	0	1,020	45.7	46,684
May-07	822	53.6	44,047	175	74.5	13,029	996	57.3	57,076
Jun-07	800	52.4	41,963	0	0.0	0	800	52.4	41,963

Fuente: PETROECUADOR

6. DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA PETROLERA

Durante el segundo trimestre de este año los ingresos por la exportación de hidrocarburos muestran una recuperación con respecto al primer trimestre (crecimiento de 18.5%) después de haberse contraído durante los dos trimestres anteriores. La diferencia se debe exclusivamente a la mejora en los precios tanto del crudo como de los derivados en el mercado internacional, ya que el volumen de exportación continuó con la tendencia decreciente observada a partir del último trimestre del año 2006, registrando una contracción de 6.9% en relación al primer trimestre del año. Al contrario, el precio promedio de exportación de hidrocarburos registró un incremento de 27.3%⁴⁶ durante este segundo trimestre.

Gráfico No. 5
Ingresos por Exportación de Hidrocarburos

⁴⁶ Se refiere al precio promedio de exportación registrado en la Dirección General Bancaria. Puede diferir de los precios publicados por el BCE en el Boletín Estadístico Mensual.

Cabe señalar que a pesar de que se observa una mejora a nivel trimestral, en términos anuales los ingresos por exportación de hidrocarburos del segundo trimestre de 2007 disminuyeron en 11% en relación al mismo periodo del año anterior. La explicación se da por la caída en las mismas proporciones del volumen exportado. De manera similar, considerando los primeros seis meses del año, se observa una caída del orden del 10.3% en los ingresos.

A pesar de que el Presupuesto del Gobierno Central continúa siendo el mayor beneficiario de los USD 950.8 millones que ingresaron por la exportación de hidrocarburos durante el segundo trimestre de 2007, se debe destacar que su participación sobre el total ha disminuido notablemente, de 45% en el primer trimestre de 2006 a 34% en el segundo trimestre de este año. A partir de la creación del Fondo Ecuatoriano de Inversión en los Sectores Energético e Hidrocarburífero (FEISEH), casi la mayoría (46%) de los ingresos se los destina a los fondos petroleros. Sin embargo, cabe señalar que dicho porcentaje disminuyó significativamente durante el segundo trimestre del año en relación al primer trimestre en que los fondos representaron el 72% del total de ingresos. La disminución es el resultado principalmente de una caída (-46.8%) en los ingresos a la Cuenta Especial de Reactivación Productiva y Social del Desarrollo Científico, Tecnológico y de la Estabilización Fiscal (CEREPS).

En la distribución le sigue Petroecuador y la Administración del Bloque 15, que recibieron USD 207.2 millones para cubrir sus costos operativos, 11% menos que en el primer trimestre. Adicionalmente, a Petroecuador se le entregó USD 13.7 millones adicionales por otros conceptos administrativos⁴⁷. Los restantes USD 87.1 millones se los destinó a más de veinte partícipes de acuerdo a las preasignaciones establecidas por la ley.

A pesar de que las exportaciones de petróleo crudo durante los primeros seis meses del 2007 han disminuido en relación al 2006 tanto en precio como en el volumen⁴⁸, el flujo de ingresos a los fondos petroleros Fondo de Ahorro y Contingencias (FAC), CEREPS, y FEISEH es elevado.

Durante los seis primeros meses de 2007 ingresaron USD 1,640 millones a los fondos petroleros⁴⁹ (adicionales a los USD 1,341 millones que quedaron de saldo en el 2006). Los ingresos fueron superiores en 50% a los registrados en el mismo período del año anterior (USD 1,089.8 millones). Esta diferencia se explica básicamente por los recursos generados en la explotación del crudo del Bloque 15 que alimentan FEISEH, fondo al que han ingresado un total de USD 1,252.3 millones desde su creación a finales del año pasado hasta agosto de este año, y que además se distribuyen directamente a la Cuenta Especial de Reactivación Productiva y Social del Desarrollo Científico, Tecnológico y de la Estabilización Fiscal, CEREPS, (27%) e indirectamente al FAC (20% del 27% transferido a la CEREPS). En este contexto, cabe señalar que si se excluye al FEISEH, los ingresos a los fondos petroleros se han visto afectados negativamente por la caída en las exportaciones petroleras durante los primeros ocho meses de este año. En efecto, los ingresos del

⁴⁷ Incluye dos rubros: (i) las retenciones que Petroecuador destina al pago de las Leyes 10 y 20 (ECODESARROLLO) y la Ley 40 (Provincias Napo, Esmeraldas y Sucumbios) que se aplican a los contratos de Participación del Estado y Prestación de Servicios; (ii) los ingresos destinados a los fideicomisos aperturados a nombre de Petroecuador para el reconocimiento de costos de los contratos de Alianzas Operativas.

⁴⁸ Durante el periodo enero-junio de 2007 el volumen de exportación de crudo disminuyó en 13.1% y el precio promedio de exportación de crudo en -2.6% en relación a igual periodo de 2006.

⁴⁹ FEP, CEREPS, FAC y FEISEH.

FEP, que no tienen ninguna relación con el FEISEH, han disminuido en 36% durante el primer semestre de 2007.

Cuadro No. 10
Movimiento de los Fondos Petroleros, Enero-Junio 2007

		I Trim 2007	II Trim 2007	variación	Ene-Jun 2006	Ene-Jun 2007	variación
FEP 2/	Saldo Inicio Año	0.0	15.0		22.1	0.0	
	Ingresos	70.0	103.3	47.5%	271.7	173.3	-36.2%
	Egresos	55.0	118.3	115.0%	286.6	173.3	-39.5%
	Saldo Total	15.0	0.0		7.2	0.0	
CEREPS 2/	Saldo Inicio Año	231.0	141.7		184.8	231.0	
	Ingresos	353.7	192.6	-45.6%	498.8	546.2	9.5%
	Egresos	443.0	120.9	-72.7%	356.5	563.9	58.2%
	Saldo Total	141.7	213.3		327.1	213.3	
FAC 3/	Saldo Inicio Año	411.5	738.8		128.7	411.5	
	Ingresos	339.3	47.9	-85.9%	319.2	387.2	21.3%
	Egresos	12.0	203.3	1593.8%	19.2	215.3	1019.1%
	Saldo Total	738.8	583.5		428.7	583.5	
FEISEH 3/ 4/	Saldo Inicio Año	698.7	507.7		0.0	698.7	
	Ingresos	202.8	330.4	63.0%	0.0	533.2	...
	Egresos	393.8	351.6	-10.7%	0.0	745.4	...
	Saldo Total	507.7	486.5		0.0	486.5	
SALDO TOTAL		1,403.2	1,283	-8.5%	763.0	1,283	68.2%

Fuente: BCE, Dirección Bancaria.
 1/ Información disponible al 31 de agosto de 2007.
 2/ Recursos que forman parte de la Reserva Internacional de Libre Disponibilidad.
 3/ Recursos que no forman parte de la Reserva Internacional de Libre Disponibilidad.
 4/ Saldo no es igual al del balance del BCE por diferencia de intereses ganados.

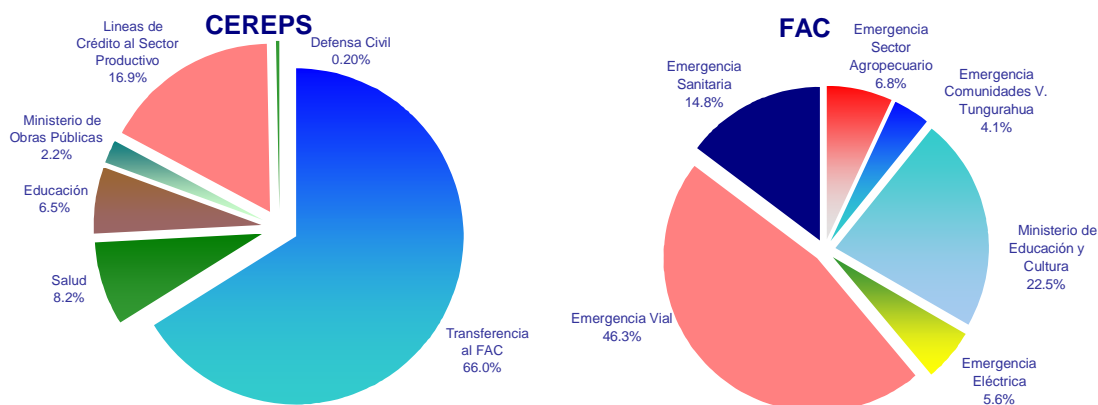
Por su parte, el flujo de egresos (incluyendo las transferencias entre fondos) durante el periodo enero-junio de 2007 (USD 1,697.9 millones), ha sido significativamente mayor al registrado en los primeros seis meses del año 2006, alcanzando un crecimiento de 156%; así el saldo neto acumulado en el primer semestre de 2007 es de USD 1,283 millones, 68.2% más alto que el acumulado durante el mismo periodo del año anterior (USD 763 millones). Cabe resaltar que las transferencias entre fondos ascendieron a USD 700 millones, equivalente al 41.2% del total de egresos en el periodo enero-junio 2007.

En términos trimestrales, los ingresos a estos cuatro fondos durante el segundo trimestre han disminuido en 30% en relación a lo ingresado durante el primer trimestre del año. De manera similar los egresos cayeron en 12% en relación al trimestre pasado, con un saldo acumulado 8.5% menos al acumulado al 31 de marzo.

En cuanto al uso que se le ha dado a los recursos de los fondos, durante la primera mitad del año 2007, el 66% de los recursos de la CEREPS fueron destinados al FAC y el restante 34% se destinó transferencias a los sectores de salud (8.2%), educación (6.5%), obras públicas (2.2%), líneas de crédito al sector productivo (16.9%) y defensa civil (0.2%). Por su parte, el 46.3% de los recursos del FAC se destinaron a emergencia vial, 22.5% a las emergencias en el sector educativo, 14.8% a la emergencia sanitaria, 6.8% a la emergencia del sector agropecuario, 5.6% a la emergencia eléctrica y 4.1% a la emergencia de las comunidades del sector del volcán Tungurahua.

Cabe destacar que los referidos recursos transferidos no han sido necesariamente utilizados en su totalidad, sino que en ciertos casos se encuentran depositados en las cuentas que mantienen en el BCE las entidades encargadas de la ejecución de los respectivos proyectos.

Gráfico No. 6
Distribución de los Ingresos Efectivamente Gastados
Enero - Junio 2007



El 44% de los recursos del FEISEH han sido transferidos a la cuenta CEREPS, un 36.5% se ha destinado a cubrir los gastos operativos y de inversión de la Administración del Bloque 15, 19.5% (USD 145 millones) se transfirieron a la Cuenta Corriente Única del Tesoro Nacional por concepto de la compensación del impuesto a la renta que se deja de percibir por la caducidad del contrato con la compañía Occidental, y el restante 0.1% fue destinado al a la comisión por el manejo del Fondo. Finalmente, de los USD 173.3 millones que han ingresado al FEP durante los primeros seis meses del año, se ha gastado su totalidad en transferencias al MEF, principalmente para la compensación de los gastos de importación de derivados.

Gráfico No. 7
Distribución de los Ingresos Efectivamente Gastados
Enero - Junio 2007

